

# 2018年1月～2月における 東京エリアの電力需給状況について

2018年5月18日  
資源エネルギー庁

# 今冬の東京エリアの電力需給状況における議論について

- 前回の本小委員会において、1月下旬から2月にかけて生じた厳しい需給状況について、対応状況を報告するとともに、要因と今後の検討について考察を行った。
- 今回は、その後の広域機関での分析状況を報告するとともに、今後、検討を進めるポイントについて御議論いただく。

(参考) 2018年3月第8回電力・ガス基本政策小委資料

## 今冬の東京エリアの電力需給状況について

- 1月下旬から2月にかけて、厳しい寒さによる電力需要の高まりなどにより、東京電力エリアの予備率が低下し、厳しい需給状況となることが懸念される日が8日間発生した。
- 東京電力PGは初となる電源 I' (※)を8日間（合計13回）発動し、他エリアから融通を7日間受けた。この結果、予備率が安定供給に最低限必要とされる3%を下回ることにはなかった。

(※) 10年に1回程度の猛暑や厳冬の場合による需要の急増に対応するための調整力

### <厳しい需給状況となった日の需給実績とH1需要・供給力との比較>

| 厳しい需給状況となった日<br>(ピーク時間)  | 1月<br>H1需給バ<br>ランス<br>(17~18) | 1月22日<br>(月)<br>(17~18) | 1月23日<br>(火)<br>(9~10) | 1月24日<br>(水)<br>(18~19) | 1月25日<br>(木)<br>(18~19) | 1月26日<br>(金)<br>(18~19) | 2月<br>H1需給バ<br>ランス<br>(17~18) | 2月1日<br>(木)<br>(17~18) | 2月2日<br>(金)<br>(10~11) | 2月22日<br>(木)<br>(17~18) |
|--------------------------|-------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|
| 最大需要                     | 4910                          | 5101                    | 4641                   | 4927                    | 5110                    | 5124                    | 4910                          | 4978                   | 5266                   | 4810                    |
| 供給力                      | 5530                          | 5368                    | 4854                   | 5188                    | 5302                    | 5371                    | 5347                          | 5207                   | 5564                   | 5065                    |
| 予備率<br>(融通含む)            | 12.6                          | 5.2                     | 4.6                    | 5.3                     | 3.8                     | 4.8                     | 8.9                           | 4.6                    | 5.7                    | 5.3                     |
| 前日時点<br>予想予備率<br>(融通含まず) |                               | 7.3                     | 7.0                    | 1.0                     | 3.5                     | 2.2                     |                               | 7.1                    | 0.6                    | 21.4                    |

注1 単位は最大需要、供給力が万kW、予備率、前日時点予想予備率が%  
注2 現時点の暫定値であり、今後変更の可能性あり

# (参考) 前回の電力・ガス基本政策小委における需給状況要因に関する考察

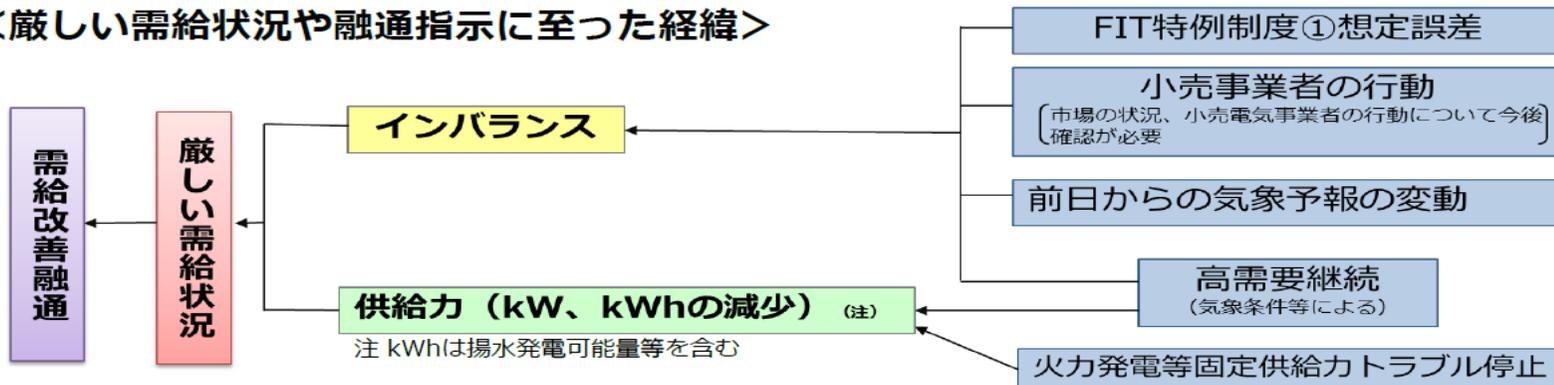
- 前回の電力・ガス基本政策小委員会では、厳しい需給状況などに至った要因として、FIT特例制度①の想定誤差などが考えられることを報告した。

(参考) 2018年3月第8回電力・ガス基本政策小委資料

## 厳しい需給状況の要因に関する考察と今後の検討

- 今冬の厳しい需給状況や広域機関の融通指示に至った要因としては、
  1. FIT特例制度①太陽光の予測誤差による不足インバランス発生
  2. 小売事業者等の不足インバランスの発生
  3. 火力発電所等固定供給力のトラブル停止
  4. 寒波に伴う想定を上回る需要増等が複数日継続したことや、前日からの気象予報の変動などによる需要の急増などが同時に発生した結果、調整力等の供給余力が減少し、厳しい需給状況に至ったものと考えられる。
- ただし、予測誤差やインバランスデータ、小売事業者の行動等を更に分析する必要があり、電力・ガス取引監視等委員会や広域機関と連携して、更に詳細な分析を実施し、融通の検証や、必要な対策の検討を行う。

### <厳しい需給状況や融通指示に至った経緯>



※2018年3月広域機関第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照

# 厳しい需給状況に至った要因の分析

- 広域機関の報告によると、今冬の東京電力エリアの需給状況については、需給両面の様々な要因が考えられるが、1月23日から2月2日までと、2月22日では需要面での要因が大きく異なっており、原因分析を分けて実施した。
- 分析結果の概要は以下の通り。

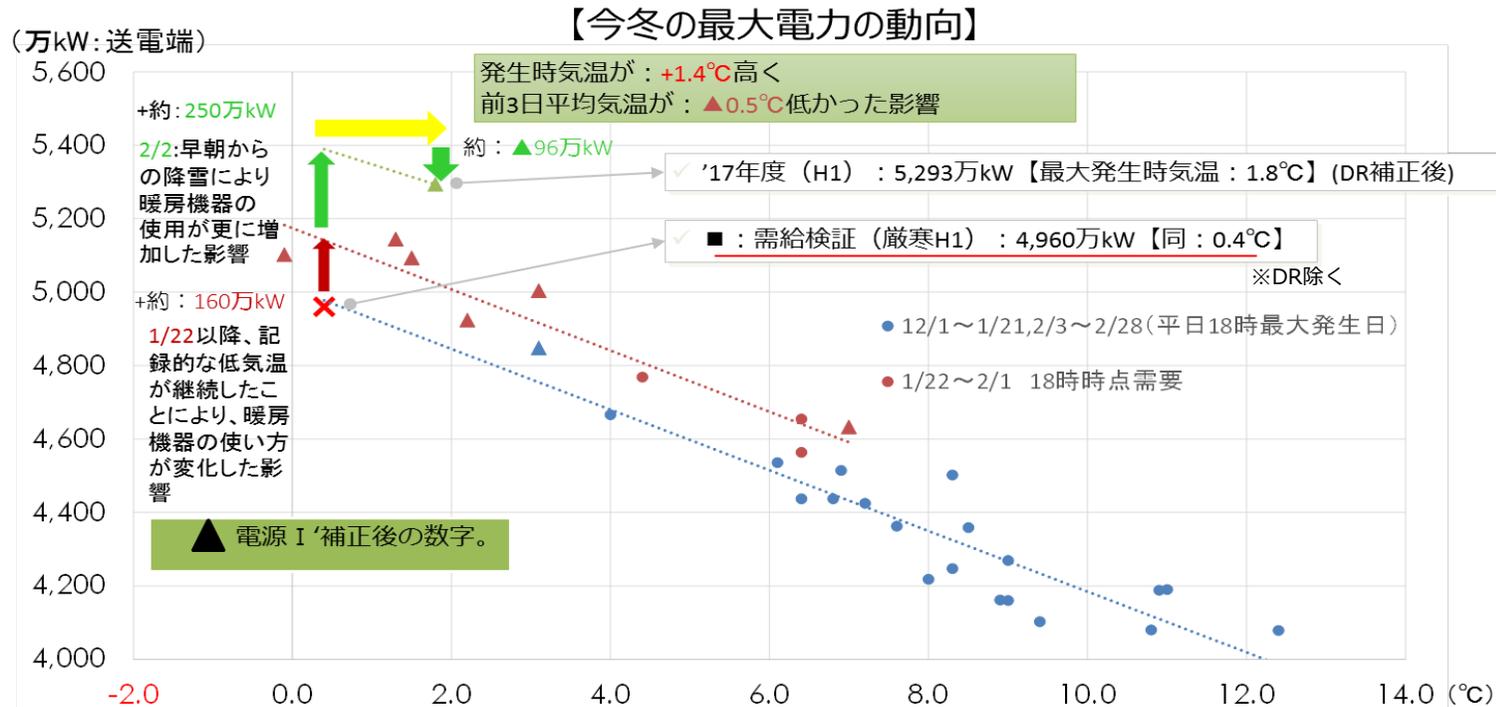
| 期間                    | 1月23日～2月2日  | 2月22日   |
|-----------------------|---|---|
| 需要予測の変動               | <u>厳寒H1想定を超える高需要が連続して発生</u>   | <u>極めてまれな気象予報の急変による需要想定の大きなずれ</u>                                 |
| インバランス<br>(FIT特例制度①)  | 特に1月下旬については太陽光パネルに積雪した雪の融雪が遅れたことによるFIT特例制度①の想定誤差が大。<br><u>2月2日を除き、インバランスはFIT特例制度①による不足インバランスが主な要因</u> (最大約3700万kWh/日) | FIT特例制度①インバランス、事業者インバランスともに発生<br>(FIT特例制度①インバランスは約1500万kWh/日)     |
| インバランス<br>(小売電気事業者等)  | 小売電気事業者によるインバランスも発生。しかしながら、融通に関わる期間は小売電気事業者の調達活動がある程度活発に行われたと推測。  | <u>事業者インバランスの方が、FIT特例制度①インバランスより多い</u><br>(事業者インバランスは約2200万kWh/日) |
| 火力発電所等の計画外停止による供給力の減少 | <u>平均より大きいレベル</u><br>(平均約272万kW ※)  | <u>平均より大きいレベル</u><br>(約167万kW)                                    |

※1月22日～26日、2月1日～2日の計7日間の平均

# 需要予測の変動についての分析 (1月22日~26日、2月1日~2日)

- 2017年度冬季のうち、1月22日~2月2日を除く平日については、2017年秋の需給検証で想定した需要（日々の最大電力、以降同じ）と気温の相関関係を保っていた。
- しかしながら、1月22日~2月2日については、記録的低気温が継続した影響で、暖房機器の設定温度が上がる等の使用方法の変化があったと推測され、需要が増加したと考えられる。日平均気温では1月下旬は20~30年振りの低い水準であった。
- 1月22日~26日、2月1日、2日のうち、1月23日以外の計6日間はH1需要<sup>(※1)</sup>を超えていた。

(※1) 10年に1回程度の厳気象における最大電力需要



※2018年4月広域機関第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照

※12~2月の平日18時最大発生日、1/22~2/1は最大発生時に関わらず18時需要(DR補正後)

※気温は、当社エリア内加重平均発生時気温

※2/2のみ11時を表記(DR補正後) ※2/2は電源 I' 発動によるDRの影響により、▲27万kW需要を押し下げ

# インバランス要因についての分析 (1月22日～26日、2月1日～2日)

- 1月23日～26日、2月1日の不足インバランスは、FIT特例制度①が主な要因であった。
- 東京電力PGによると、1月22日の週のFIT特例制度①の発電予測の誤差に関しては、融雪が前々日時点の想定通りに進まなかったことが要因とのこと。
- また、融通に関わるほとんどの期間については価格の上昇や取引量の増加が見受けられ、小売電気事業者の調達活動がある程度は活発に行われたと推測される。

※なお、1月下旬に需給がひっ迫した間、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じていなかった

以下に基づき算出

・料金精算用のインバランス確報値については、プロファイリングによる補正が入ることから、一般送配電事業者の調整力使用量分をインバランスと考え算出した。

・FIT特例制度①のインバランスについては、プロファイリングの影響により正確な値を得ることが困難であることから、FIT特例制度①の計画値(配分値)と日射量等から推計した実績の差分を一般送配電事業者にて推計

※ 2017年度冬季(12～2月)の実績比較は上記によらずインバランス確報値で実施

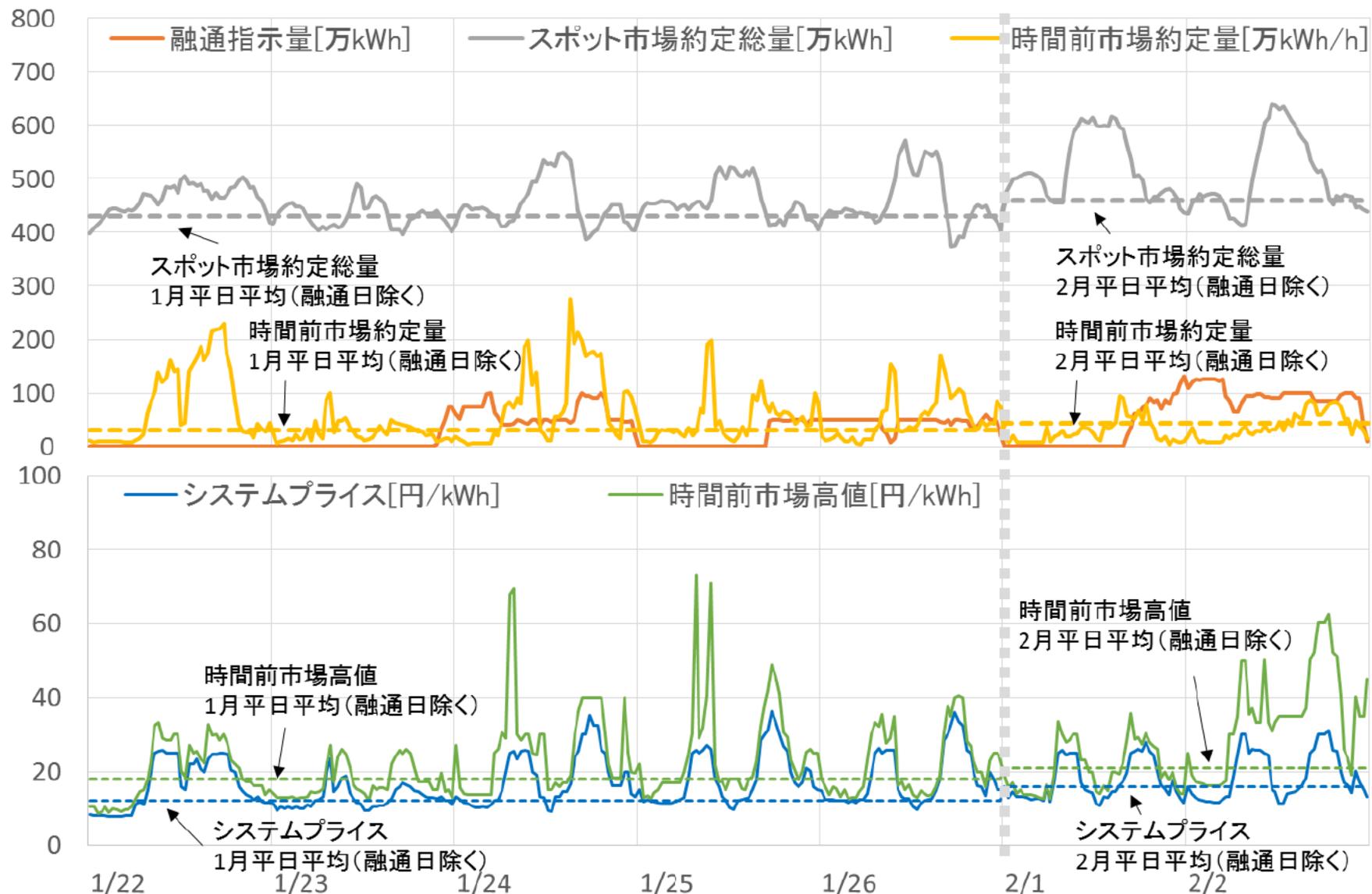
|                                 |     | (単位) [万kWh/日] |         |         |         |         |        |          |
|---------------------------------|-----|---------------|---------|---------|---------|---------|--------|----------|
|                                 |     | 1/22(月)       | 1/23(火) | 1/24(水) | 1/25(木) | 1/26(金) | 2/1(木) | 2/2(金)   |
| 融通                              |     |               | 有       | 有       | 有       | 有       | 有      | 有        |
| FIT①PVインバランス                    |     | ▲ 330         | 3,732   | 2,877   | 2,124   | 1,999   | 943    | ▲ 1,128  |
|                                 | (%) | -30.0%        | 93.7%   | 101.4%  | 66.6%   | 84.9%   | 58.7%  | 2820.0%  |
| 事業者インバランス<br>(FIT①PV除く)         |     | 1,431         | 253     | ▲ 40    | 1,067   | 356     | 663    | 1,088    |
|                                 | (%) | 130.0%        | 6.3%    | -1.4%   | 33.4%   | 15.1%   | 41.3%  | -2720.0% |
| 不足インバランス(推計)                    |     | 1,101         | 3,985   | 2,837   | 3,191   | 2,355   | 1,606  | ▲ 40     |
| 不足インバランス平均値 ※1<br>(月毎、平日 融通日除く) |     | 453           |         |         |         |         | 198    |          |

| 融通電力量 | 1/22(月) | 1/23(火) | 1/24(水) | 1/25(木) | 1/26(金) | 2/1(木) | 2/2(金) |
|-------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
|       | -       | 235     | 2,919   | 686     | 2,190   | 1,274  | 4,576  |

※1 日量合計で不足インバランスが出た日のインバランス確報値の平均値

※ インバランスは不足側を正としている

# (参考) スポット・時間前市場の約定量と価格 (1月22日~26日、2月1日~2日)



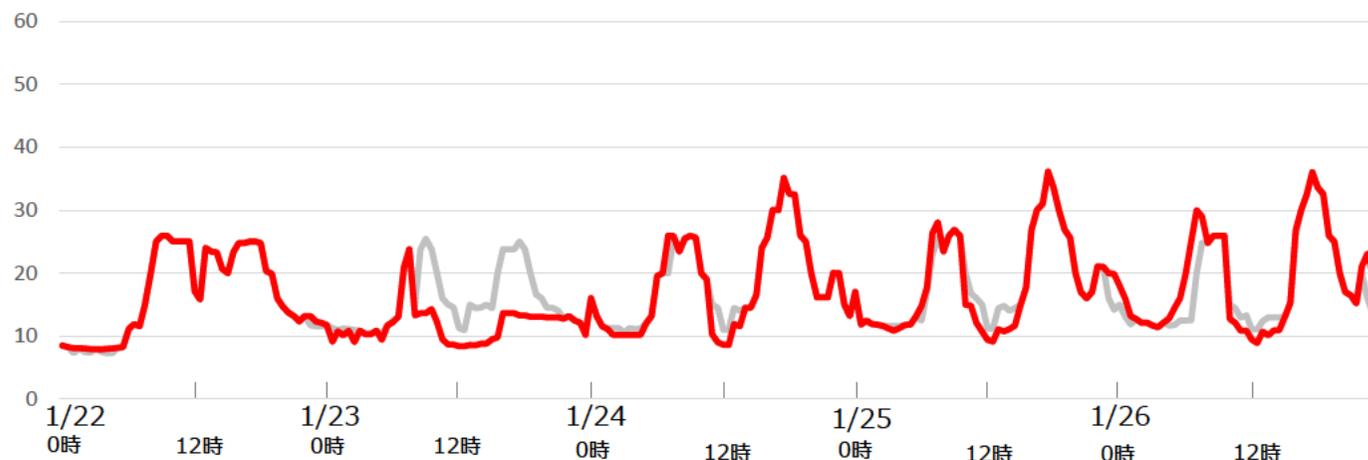
|  |       |       |      |      |    |    |    |
|--|-------|-------|------|------|----|----|----|
| スポット市場<br>エリアプライス<br>(東京) 最高値<br>[円/kWh] | 25.91 | 23.75 | 35.1 | 36.1 | 36 | 30 | 50 |
|--|-------|-------|------|------|----|----|----|

# (参考)東京エリアのスポット価格の推移について

- 1月22日～26日、29日～31日、2月1日、2日における東京エリアのスポット価格の推移は以下の通り。

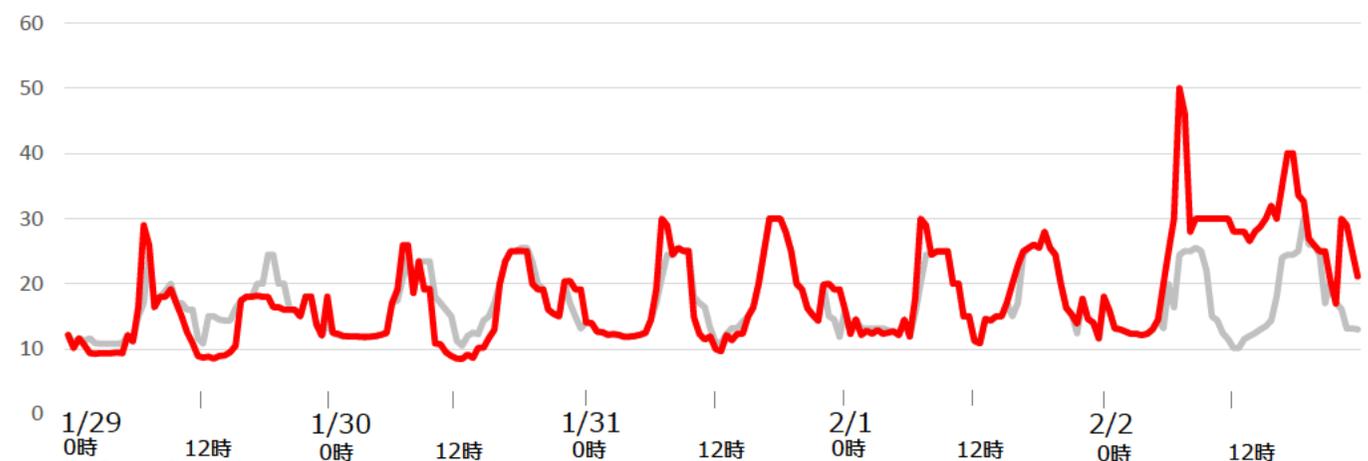
## <スポット市場価格の推移>

(2018年1月22日～26日)



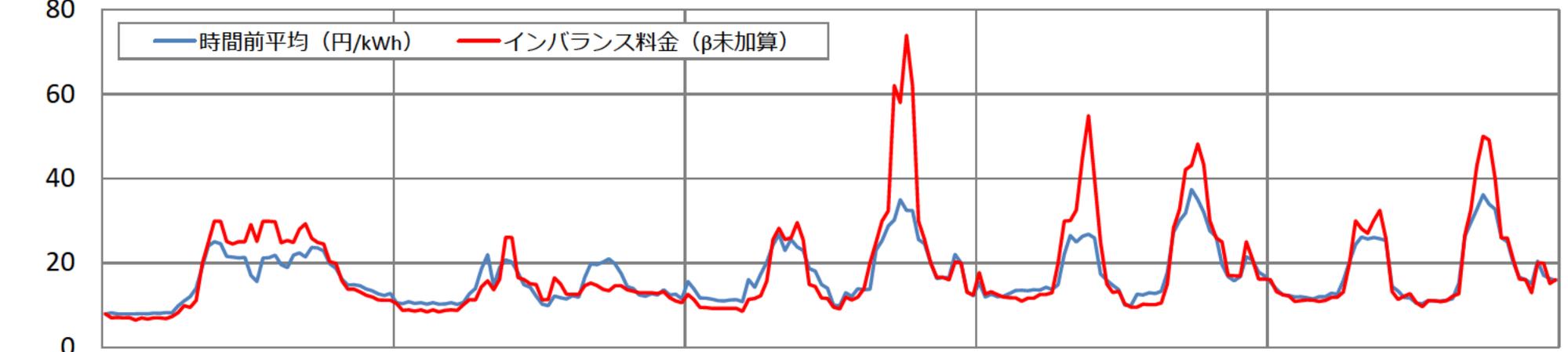
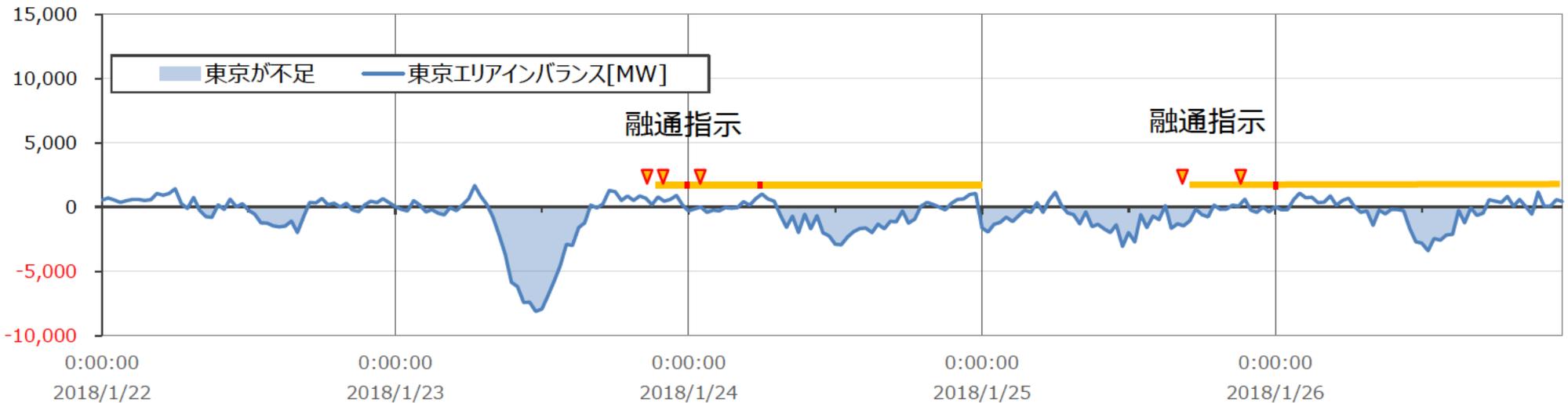
- 上記期間最高価格  
2月2日7時～7時30分：50円
- 平均価格：18.8円  
(小数点第2以下四捨五入)
- 東京エリアプライス
- (参考) 中部エリアプライス

(1月29日～31日、2月1日、2日)



# 東電管内のエリアインバランスとインバランス料金 (1月22日～26日)

● 1月下旬に需給がひっ迫した間、東電管内のインバランスは総じて不足気味に推移していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。



(出所) 広域機関所有インバランス実績データ (速報値)、JEPX公表インバランス料金データ

# 火力発電所の計画外停止について（1月22日～26日、2月1日～2日）

- 1月22日～26日、2月1日、2日の東京エリアに接続する火力発電機について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- 広域機関のシミュレーションによると、250万kWの計画外停止を評価した場合、日によって異なるが、下記の計画外停止は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルであった。

1月22日～1月26日、2月1日、2日の火力計画外停止量 送電端（万kW）

| 日付    | 1/22(月) | 1/23(火) | 1/24(水) | 1/25(木) | 1/26(金) | 2/1(木) | 2/2(金) |
|-------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| 計画外停止 | ▲ 289   | ▲ 360   | ▲ 342   | ▲ 342   | ▲ 301   | ▲ 125  | ▲ 148  |

※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値。

※ 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも東京エリアへの影響量とはならない。

## <需給ひっ迫期間の主な電源脱落の状況>

【発電所名】

常陸那珂2号（石炭100万kW）

<1月15日～2月1日>

鹿島5号（石油100万kW）

<2月13日～3月28日>

鹿島6号（石油100万kW）

<1月16日～2月1日、18日～24日>

広野4号（石油100万kW）

<1月22日～2月4日>

磯子1号（石炭60万kW）

<1月23日～1月26日>

【トラブルの要因】

ボイラ関連設備不具合

ボイラ関連設備不具合

ボイラ関連設備不具合

ボイラ関連設備不具合

脱硫設備不具合

注1 < >内は停止期間 注2 設備容量が50万kW以上の電源を記載。  
注3 系統制約等により、全量が東京エリアへの影響となる訳ではない。

※ 2018年4月広域機関第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料  
2018年3月第8回電力・ガス基本政策小委資料

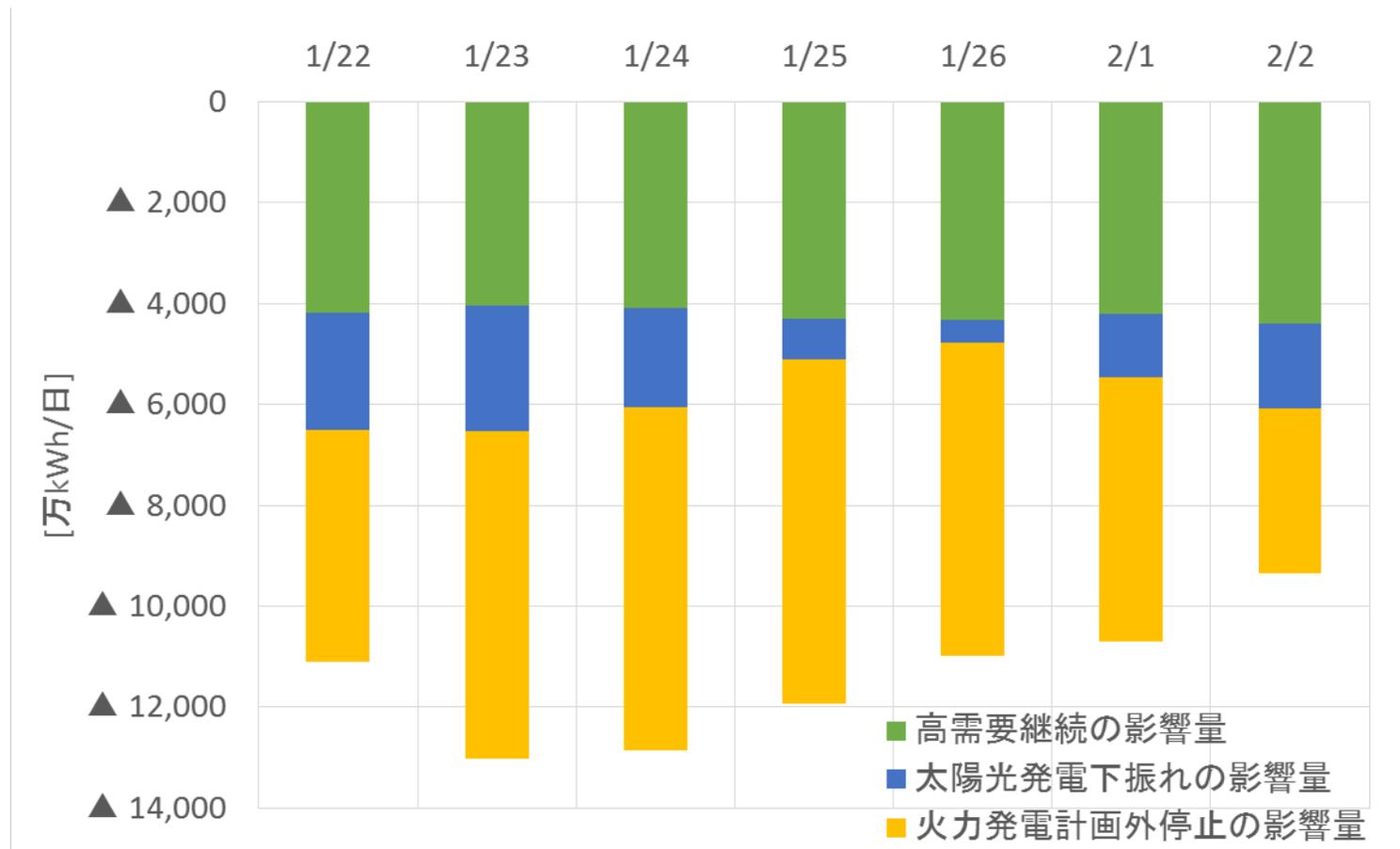
# 1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(参考) 2018年4月広域機関第27回調整力及び  
需給バランス評価等に関する委員会資料

## (4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

▶ 需要増に大きな変化はないが、PVの下振れや火力の計画外停止が影響度変動の主な要因となっている。

※ PVは昨年1月の実績の平均との差分であり、FIT特例制度①のインバランスを意味しないことに留意が必要

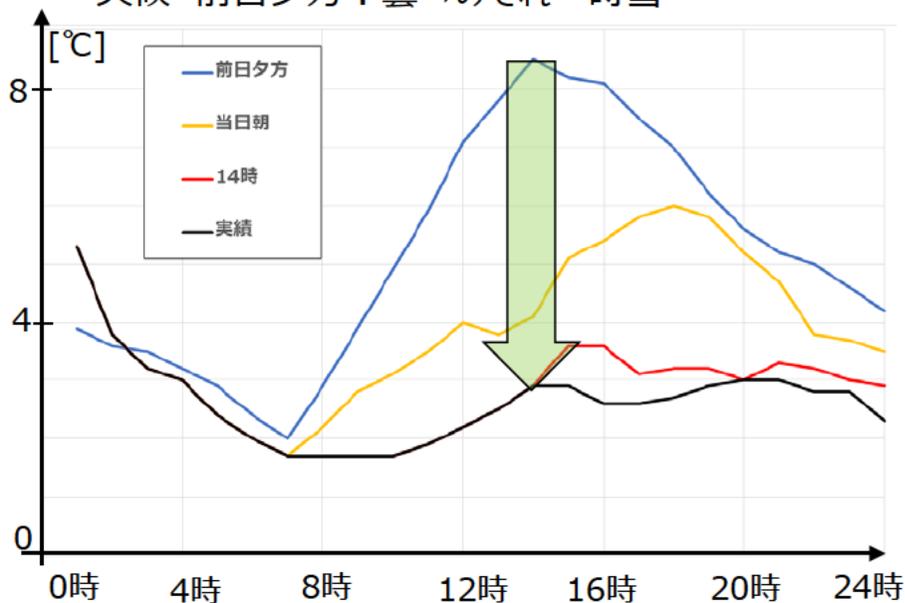


# 需要予測の変動についての分析 (2月22日)

- 2月22日の需給状況については、高需要が継続していた状況ではなかったが、前日からの気象予報の変動により、需要が急増する結果となった。
- 具体的には、日中最高気温が予報の8.5℃から2.9℃と大幅に低下。冬季においては前日想定から5℃以上気温が低下した事例は稀な事象であった。
- 需要は気温の低下に伴い、前日想定から5,671万kWh増加した。

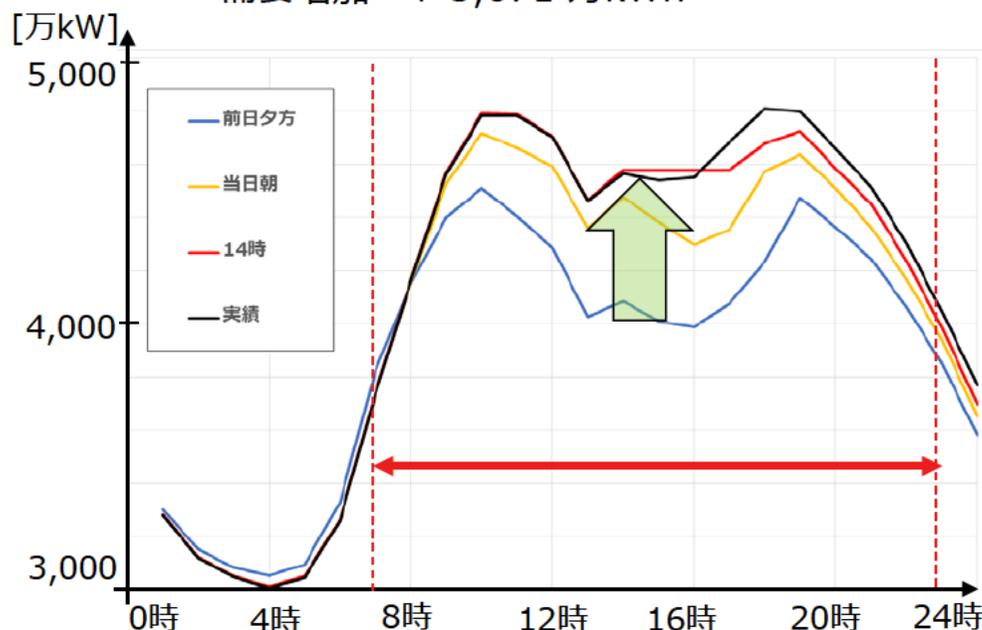
## ① 気温想定【東京】の推移

- ・日中最高気温 前日夕方想定 8.5℃ ⇒実績 2.9℃
- ・天候 前日夕方：曇⇒みぞれ一時雪



## ② 想定需要の推移

需要増加 + 5,671 万kWh



# インバランス要因についての分析（2月22日）

- 2月22日の不足インバランスの内訳を見ると、FIT特例制度①のインバランスよりも事業者インバランスの方が大きい。
- 他方で、1月下旬～2月初めに比べ、事業者インバランスが大きいにもかかわらず、時間前市場の約定価格の最高値は25円であり、他の日と比較して上昇していない。
- なお、1月下旬～2月初めと同様、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は2017年度冬季（12月～1月）の中では、必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。

以下に基づき算出

- ・ 料金精算用のインバランス確報値については、プロファイリングによる補正が入ることから、一般送配電事業者の調整力使用量分をインバランスと考え算出した。
- ・ F I T 特例制度①のインバランスについては、プロファイリングの影響により正確な値を得ることが困難であることから、F I T 特例制度①の計画値（配分値）と日射量等から推計した実績の差分を一般送配電事業者にて推計

※ 2017年度冬季（12～2月）の実績比較は上記によらずインバランス確報値で実施

|                                  |     | (単位) [万kWh/日] |
|----------------------------------|-----|---------------|
|                                  |     | 2/22(木)       |
| 融通                               |     | 有             |
| FIT①PVインバランス                     |     | 1,528         |
|                                  | (%) | 40.8%         |
| 事業者インバランス<br>(FIT①PV除く)          |     | 2,219         |
|                                  | (%) | 59.2%         |
| 不足インバランス(推計)                     |     | 3,747         |
| 不足インバランス平均値 ※ 1<br>(月毎、平日 融通日除く) |     | 198           |

融通電力量

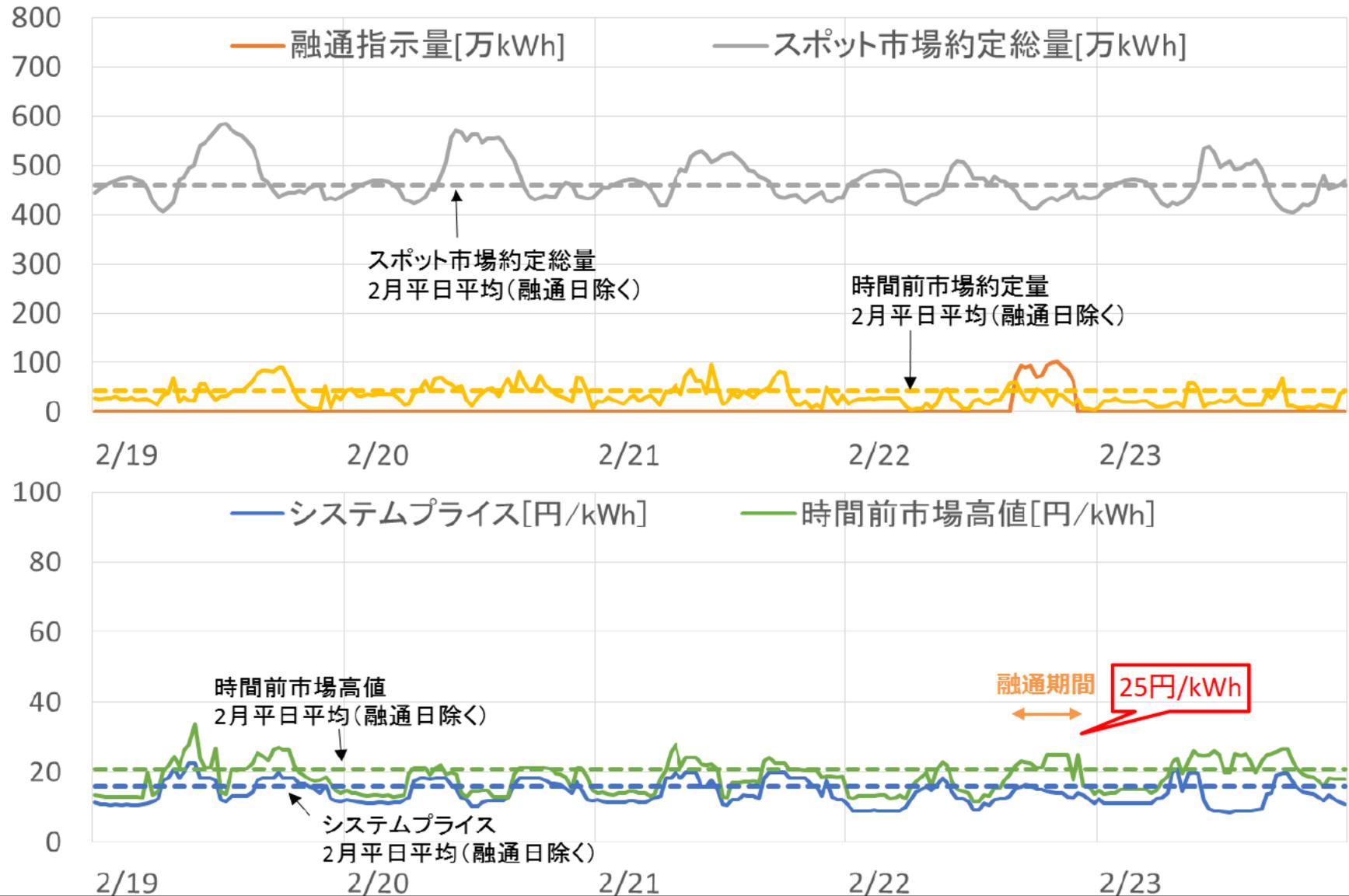
1,030

※2018年4月広域機関第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照

※1 日量合計で不足インバランスが出た日のインバランス確報値の平均値

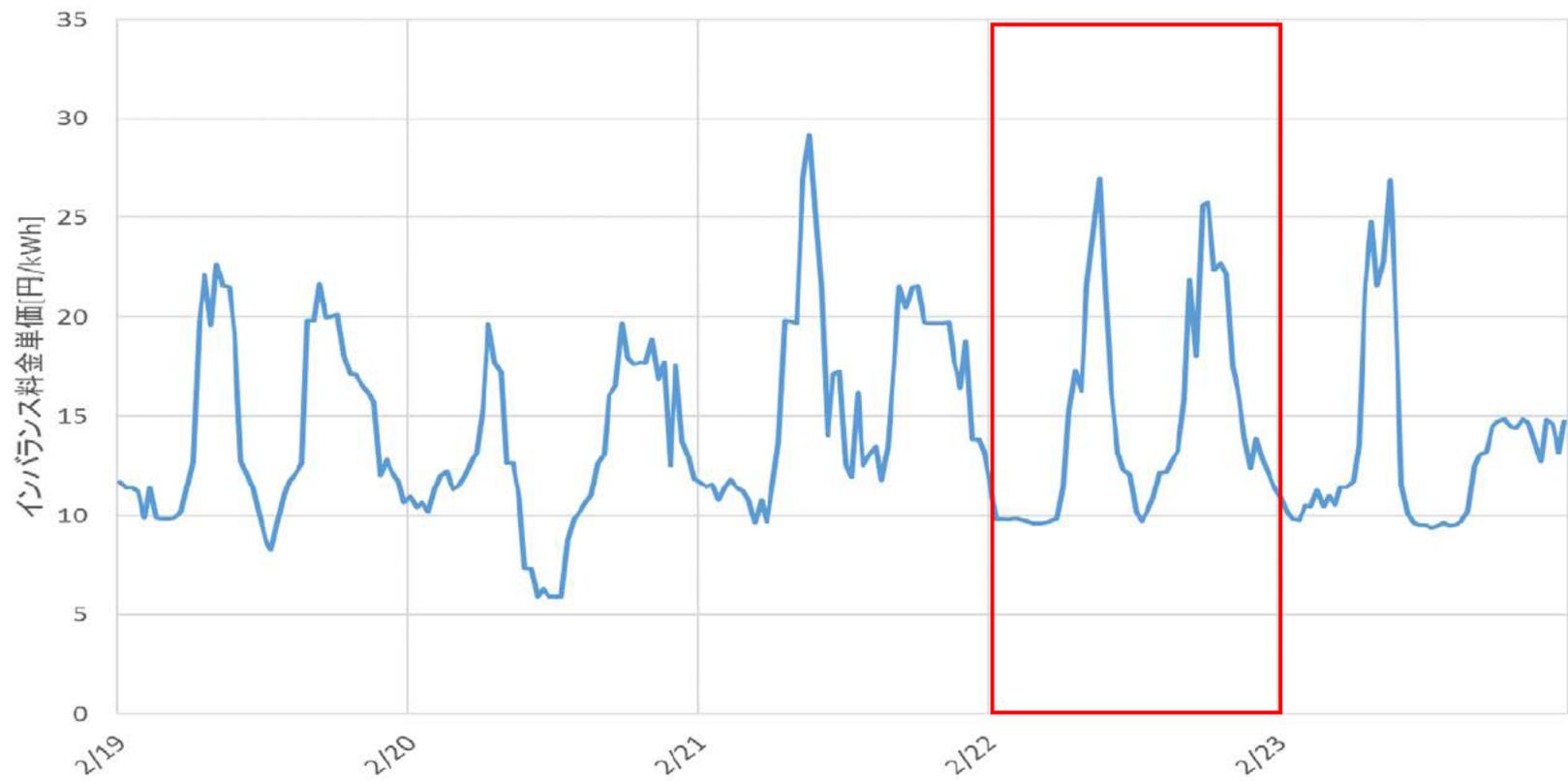
※ インバランスは不足側を正としている

# (参考) スポット・時間前市場の約定量と価格



|  |    |       |       |    |    |
|--|----|-------|-------|----|----|
| スポット市場<br>エリアプライス<br>(東京) 最高値<br>[円/kWh] | 20 | 18.27 | 26.89 | 20 | 21 |
|--|----|-------|-------|----|----|

# (参考) 東京エリアのインバランス料金単価



# 火力発電所の計画外停止について（2月22日）

- 2月22日の東京エリアに接続する火力発電機について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- 広域機関のシミュレーションによると、167万kWの計画外停止を評価した場合、稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルであった。

## 2月22日の火力計画外停止量 送電端（万kW）

|        |         |
|--------|---------|
|        | 2/22(木) |
| 計画外停止※ | ▲ 167   |

※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値。

※ 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも東京エリアへの影響量とはならない。

### <需給ひっ迫期間の主な電源脱落の状況>

#### 【発電所名】

鹿島5号（石油100万kW）  
<2月13日～3月28日>

鹿島6号（石油100万kW）  
<1月16日～2月1日、18日～24日>

#### 【トラブルの要因】

ボイラ関連設備不具合

ボイラ関連設備不具合

注1 < >内は停止期間 注2 設備容量が50万kW以上の電源を記載。  
注3 系統制約等により、全量が東京エリアへの影響となる訳ではない。

# 今冬のダイヤモンド・リスポンス（DR）発動実績

- 東京エリアにおいて、電源 I' としてDRを8日間計13回使用した。
- また、東京電力PGによると、今回の発動指令に対する発動量の達成率は、1月22日から26日までは84%。2月1日、2日、22日は56%だった。

## 【発動回数、時間】

|      | 1月22日<br>(月)      | 1月23日<br>(火)      | 1月24日<br>(水)                          | 1月25日<br>(木)                          | 1月26日<br>(金)                          | 2月1日<br>(木)                           | 2月2日<br>(金)                           | 2月22日<br>(木)      |
|------|-------------------|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------|
| 発動回数 | 1回                | 1回                | 2回                                    | 2回                                    | 2回                                    | 2回                                    | 2回                                    | 1回                |
| 発動時間 | ・ 17:00～<br>20:00 | ・ 17:00～<br>20:00 | ・ 9:00～<br>12:00<br>・ 17:00～<br>20:00 | ・ 17:00～<br>20:00 |

## 【発動量】

| 1月実績 (万kWh)     | 指令量          |              |              |              |              |       | 発動量 | 達成率 |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|-----|-----|
|                 | 1月22日<br>(月) | 1月23日<br>(火) | 1月24日<br>(水) | 1月25日<br>(木) | 1月26日<br>(金) | 計     |     |     |
| 午前(9:00～12:00)  |              |              | 149          | 149          | 149          | 447   |     |     |
| 午後(17:00～20:00) | ※ 76         | ※ 100        | 149          | 149          | 149          | 623   |     |     |
| 計               | 76           | 100          | 298          | 298          | 298          | 1,070 | 896 | 84% |

※一部の指令応動時間の短い契約に対して指令

| 2月実績 (万kWh)     | 指令量         |             |              |     | 発動量 | 達成率 |
|-----------------|-------------|-------------|--------------|-----|-----|-----|
|                 | 2月1日<br>(木) | 2月2日<br>(金) | 2月22日<br>(木) | 計   |     |     |
| 午前(9:00～12:00)  | 149         | 149         |              | 298 |     |     |
| 午後(17:00～20:00) | 149         | 149         | 148          | 446 |     |     |
| 計               | 298         | 298         | 148          | 744 | 413 | 56% |

※ 2018年3月第28回電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合  
2018年3月第8回電力・ガス基本政策小委資料 参照 16

# 今冬の厳しい需要への対応の評価と今後の課題

- 今回電源 I 'として複数回、連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は認められた。
- また、高需要の継続や需給状況の急変に伴う融通実施については、やむを得ない側面もあり、需給ひっ迫を発生させなかったという観点から、実運用として電力の広域的運用がきちんと果たされたことに対する一定の評価はできるのではないか。
- 他方で、今後の課題として
  - ①より適切な調整力の調達・運用の在り方
  - ②事業者インバランスの抑制に向けた更なる取組
  - ③需給ひっ迫が見込まれる場合に、電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、適切な対応を促す仕組みについて、更に検討を深めることが必要ではないか。

# 今後の検討の方向性

- ①（より適切な調整力の調達・運用の在り方）については、現状、電源Ⅰの募集量（H3需要の7%）が、電源Ⅱの余力が相当程度期待できることを前提に設定されたものであることを踏まえ、2020年に発送電分離が実施されること、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を関係機関が協力して検討することとしてはどうか。
- ②については、気象予報の変動による需要予測の精度を引き続き高めていく必要がある一方、小売電気事業者が供給力の確保を十分に行えていなかった、または、需要変動を想定できていなかった可能性があり、それに伴うインバランスが比較的大きかったことが課題と考えられる。
- 2月22日の不足インバランス発生事業者に対してヒアリング等を行い、実態を把握した上で、活発に供給力を確保していない行動が認められるなど、事業者インバランスを抑制するためのさらなる対策が必要と認められる場合には、広域機関による事業者に対する監視・指導等の他、インバランス料金の在り方等を含め、必要に応じて関係機関と連携しながら検討していくこととしてはどうか。
- ③については、広域機関において、広域機関から電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを作成するなどの検討を進めることとしている。

# (参考) 供給能力確保義務に関する参照条文

## ＜電気事業法＞ 第二条の十二（供給能力の確保）

小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

## ＜電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等＞

### 第2 処分の基準

（2）第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ①定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ②短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合

# 参考資料

(2018年4月広域機関第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照)

# 1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

## (4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

▶ 各日における分析結果は以下の通りであり、融通実施日で見れば、影響量は概ね、1日あたり9,000～13,000万kWh、合計68,000万kWhであった。

単位 ; [万kWh/日]

|                          |                             |     | 1/22(月)  | 1/23(火)  | 1/24(水)  | 1/25(木)  | 1/26(金)  | 2/1(木)   | 2/2(金)  |
|--------------------------|-----------------------------|-----|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| 融通有無                     |                             |     |          | 有        | 有        | 有        | 有        | 有        | 有       |
| 供給力<br>(予備力<br>の<br>必要量) | 高需要継続の<br>影響量               | 増減  | ▲ 4,176  | ▲ 4,037  | ▲ 4,097  | ▲ 4,308  | ▲ 4,327  | ▲ 4,205  | ▲ 4,386 |
|                          |                             | (%) | -37.7%   | -31.0%   | -31.8%   | -36.1%   | -39.4%   | -39.3%   | -46.9%  |
|                          | 太陽光発電下振れの<br>影響量<br>(昨年実績差) | 増減  | ▲ 2,330  | ▲ 2,501  | ▲ 1,949  | ▲ 798    | ▲ 443    | ▲ 1,257  | ▲ 1,695 |
|                          |                             | (%) | -21.0%   | -19.2%   | -15.1%   | -6.7%    | -4.0%    | -11.7%   | -18.1%  |
|                          | 火力発電計画外<br>停止の影響量※          | 増減  | ▲ 4,586  | ▲ 6,491  | ▲ 6,820  | ▲ 6,820  | ▲ 6,206  | ▲ 5,244  | ▲ 3,279 |
|                          |                             | (%) | -41.3%   | -49.8%   | -53.0%   | -57.2%   | -56.5%   | -49.0%   | -35.0%  |
|                          | 合計                          |     | ▲ 11,092 | ▲ 13,028 | ▲ 12,865 | ▲ 11,926 | ▲ 10,976 | ▲ 10,705 | ▲ 9,360 |
|                          | 融通電力量                       |     | -        | 235      | 2,919    | 686      | 2,190    | 1,274    | 4,576   |

※ 当該日の停止時間が不明な電源については、単日・12時間停止と想定して算出した。

## 2. 2018年2月22日の状況

### (4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

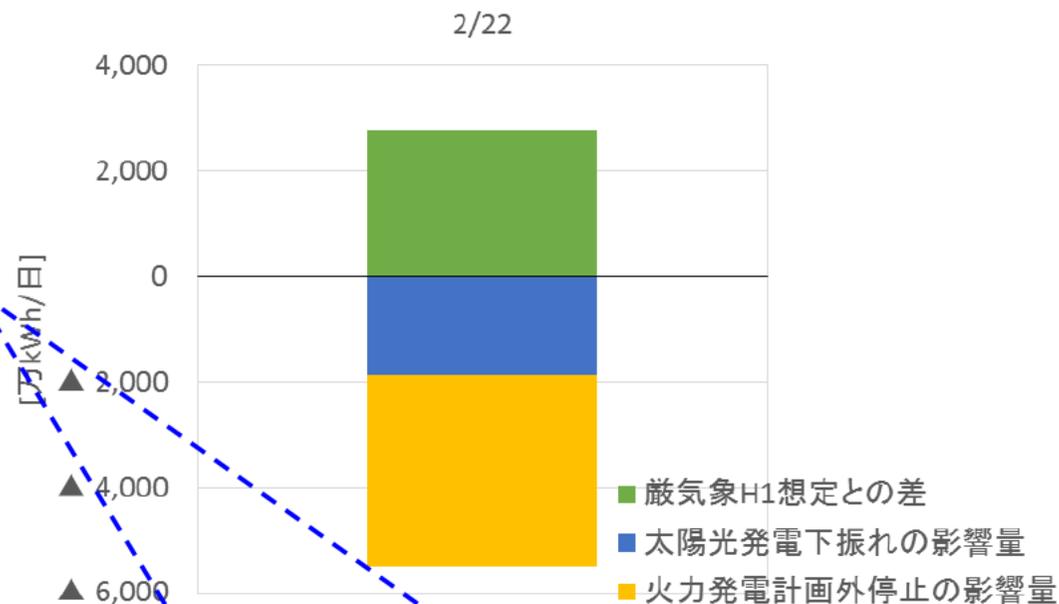
- 2月22日については、単発の事象であることから、厳気象H1相当の日電力量をベースに置いて検討した。
- 需要は厳気象H1からは低いレベルであることから、1月下旬～2月初めの事象のように仮定を置きkWhベースの影響量試算を実施したところ、需要増に関する部分は余剰側であり、PV※や火力の計画外停止に起因する部分が大きかったのではないかと推測

※ ここではFIT特例制度①の予測外れの代替として、昨年2月実績の平均との差分を適用

単位 ; [万kWh/日]

|                      |                         |         | 2/22(月) |
|----------------------|-------------------------|---------|---------|
| 融通有無                 |                         |         | 有       |
| 供給力<br>(予備力<br>の必要量) | 厳気象H1想定との差              | 増減      | 2,774   |
|                      |                         | (%)     | 101.4%  |
|                      | 太陽光発電下振れの影響量<br>(昨年実績差) | 増減      | ▲ 1,867 |
|                      |                         | (%)     | -68.3%  |
| 火力発電計画外停止の影響量※       | 増減                      | ▲ 3,642 |         |
|                      | (%)                     | -133.2% |         |
| 合計                   |                         |         | ▲ 2,735 |
| 融通電力量                |                         |         | 1,030   |

※当該日の停止時間が不明な電源については、単日・12時間停止と想定して算出した。



1月下旬～2月初めの事象のように仮定を置きkWhベースの影響量試算をしたところ、需要側では、余剰となり評価できない

# 1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

## (5)まとめ

### ➤ 各要因の影響

- ✓ インバランスの影響については、各日で異なるものの、特に1月下旬については太陽光パネルに積もった雪の融雪が遅れたことによるFIT特例制度①の想定誤差に起因する影響が大きい。
- ✓ 火力の計画外停止は概ね250万kWであり、日によって異なるが、全てが稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルであった。
- ✓ 20年～30年振りの低気温により高需要が継続し、厳気象H1を超える需要が連続した。

これらの3つの要因により、復水が十分にできないままに調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得なかったことなどにより、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなったことから融通指示が必要になった。

## 2. 2018年2月22日の状況

### (5)まとめ

- ▶ 2月22日の事象については以下が考えられる。
  - ✓ インバランスについては、2017年度冬季（12月～2月）の実績の中で第2位に位置する大きな値であり、また、FIT特例制度①のインバランスよりも事業者インバランスの方が大きい。
  - ✓ しかしながら、通常、厳気象H1を超えるような需要でなければ、インバランスや太陽光想定誤差については一般送配事業者の調整力で対応できるものとする。
  - ✓ また、火力の計画外停止は167万kWであり、稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルであった。

上記の状況でありながら、極めて稀な気象予報の急変により、需要想定が大きくなり、これによりインバランスが生じたことで、当日に東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなったことから、融通指示が必要になった。

### 3. 総括

- 1月22日～26日、2月1日～2日の事象については以下の通り考えられる。
  - ✓ 1月23日～26日、2月1日～2日については、稀頻度とまでも言えないものの平均以上の火力計画外停止に、FIT特例制度①想定誤差と高需要の継続という偶発的な事象が重なった。その結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率（3%）が確保できなくなったと考えられる。例えば、仮に復水を電源Ⅰの調整力提供者が行う、あるいは電源Ⅱの事前予約等を実施すれば少なくとも融通指示量は減少していたといえるのではないか。
  - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量（7%）については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。また、東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応も分社化後はとられていない。

### 3. 総括

- ✓ 今後、本委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
- ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

### 3. 総括

- ▶ 2月22日の事象については以下の通り考えられる。
  - ✓ 需要が厳寒H1高需要ではなく、この点は前半の1/23～2/2の要因とは異なっており、2/2以降需給がやや安定化したところでリスク事象が発現した。2月22日の事象のような極めて稀な気象変動であり、事前に予測できない事象については、融通による対応もやむを得ない面があるのではないか。
  - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量（7%）については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。
  - ✓ 今後、本委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
  - ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
  - ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

## 3. 総括

➤ 今回ご報告したそれぞれの要因についての対応は以下の通り。

### ① 需要要因について

- ✓ 2017年度冬季については、気象庁の「平成30年冬の天候の特徴とその要因について」※にもあるとおり、西日本では1986年冬（1985年12月～1986年2月）以降32年間で最も寒い冬となったこともあり、全国ほとんどのエリアについて厳気象H1想定を超過した。
- ✓ 特に東京エリアにおいては、1月下旬から2月初めにかけて記録的な低気温が継続したことにより、高需要が継続したことを確認した。
- ✓ 今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件で進めていくこととしたい。
- ✓ なお、今回、電源 I 'として複数回、連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は確実に認められた。

※気象庁HP 「平成30年冬の天候の特徴とその要因について」

<http://www.jma.go.jp/jma/press/1803/05b/h30fuyunotenkou20180305.html>

# 3. 総括

## ② インバランスの要因について

### ・FIT特例制度①インバランスについて

- ✓ 今回の事象では、融雪の考慮が課題であり、前日の夕方時点では当日の実績を踏まえた想定により精度の向上が見られるものの、翌々日の融雪考慮については、過去実績等から困難であった。ただし、今回の事象において、前日夕方時点や当日朝時点の想定誤差は、前々日時点の予測の想定誤差に比べ、相当縮小していたことに留意する必要がある。
- ✓ 一般送配電事業者においては、今回の事例も踏まえつつ、今後、各社がノウハウを共有するなど協力し、予測精度向上の改善を図っていただきたい。
- ✓ また、太陽光発電想定誤差への対応については、国の審議会（再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会、電力・ガス基本政策小委員会）において役割分担の在り方に関する議論がなされ、「現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要」、「小売電気事業者や発電事業者も一定の役割を担っていくべき」との方向性が示されており、これらの議論に留意する必要がある。
- ✓ 今回、東京エリアではH3需要に対して12.7%を超える太陽光予測外れが発生したが、今後の再生可能エネルギーの導入拡大を踏まえるとこのようなケースの発生が増加する可能性が高い。
- ✓ 一般送配電事業者は調整力（電源Ⅰ：H3需要の7%）以上の予測変動には域内の発電余力（電源Ⅱの余力）も含めて対応しているが、大きな太陽光の予測変動等の場合には、直前の見積もりが不確定な電源Ⅱの余力が結果的に域内に残っておらず、広域融通を行わざるを得ない状況があることから、本委員会においても、今後の再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論も踏まえつつ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していくこととしたい。

## 3. 総括

### ② インバランスの要因について

#### ・その他インバランス 小売電気事業者等の不足インバランスについて

- ✓ 今回の事象では、その他インバランスの影響が最も大きかったのは2月22日であった。気象予報の変動による需要の見直しについてはやむを得ない面もあるが、それに伴うインバランスが比較的大きかったことは課題と考えられる。
- ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ✓ スポット市場や時間前市場における小売電気事業者の行動等については、個社の情報に関する詳細な分析が必要であり、別途、広域機関も協力しつつ、資源エネルギー庁及び監視等委員会にて対応していただきたい。

## 3. 総括

### ③ 前日からの気象予報の変更に対応した運用

- ✓ 前日からの気象予報の変更については、稀頻度ではあるものの、これに複数の火力発電等の計画外停止が重なると、特に東京エリアでは一気に厳しい需給状況となる。
- ✓ 需給状況の急変に伴う、融通実施はやむを得ない面があると考えられる。しかしながら、時間前市場が一時的に停止する等、利用者への影響もあることから、今後の対応としては、広域機関による融通以外の対応として、リスク発現時に備え、予め一般送配電事業者と広域機関間での情報共有について検討を行いたい。
- ✓ さらに、リスク対応として、複数の火力発電機の計画外停止が発生した場合は、これに備えた調整力の確保策の在り方を広域機関、一般送配電事業者で検討することとした。

### ④ 火力発電機の計画外停止について

- ✓ 今回の融通に関連する期間に複数の火力発電機が150万kW～350万kW程度計画外停止していたことを確認した。平均の計画外停止率2.6%で評価した場合は、日によって異なるものの、稀頻度とは言えないまでも平均よりは大きいレベルと考えられることを確認した。
- ✓ 今回の事象についても、必要予備力算定のために実施することとしている電源の計画外停止率に関しする継続調査の中で取り込み、今後の必要予備力検討に反映させていく。

## 3. 総括

### ⑤ リスクケースの検討について

- ✓ 東京エリアの揚水については、計画段階（供給計画、厳気象H1）とも上池満水を前提に揚水供給力を算出しており、厳気象H1に対しては連続発生といったことは考慮されていない。また、2月22日についても上池は満水にされていなかったことを確認した。
- ✓ 今回のように冬季に高需要が連続し、かつ、複数の火力発電機の計画外停止が発生するようなリスクケースについても、揚水発電可能量を含めたkWhバランスを考慮した評価方法について検討を進めたい。

## 3. 総括

- ▶ また、エリア間の融通を複数回実施した今冬の事象を踏まえれば、平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣意見に取り上げた現状の課題の重要性が、改めて確認されたと考える。

平成30年度供給計画の取りまとめについて（平成30年3月30日） 別紙2 「平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」 3. 中長期的な調整力の確保について より抜粋

### 3. 中長期的な調整力の確保について

平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。

併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。

- ▶ 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること。
- ▶ 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること。
- ▶ 太陽光発電の予測誤差（下振れ）が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力（電源Ⅰ'：需要の抑制）を重負荷期以外に発動した実績もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。

上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述（2）の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ調整力募集量（7%）の妥当性について、改めて検討する必要がある。

また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していくので、国においても制度導入の基本的考え方を踏まえて、その確実な導入に向けて引き続き対応頂きたい。

### 3. 総括

- 2017年度冬季のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、当機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討する必要がある。

平成30年度供給計画の取りまとめについて（平成30年3月30日） 別紙2 「平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」 2. 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について より抜粋

今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、当機関の会員である電気事業者（発電・小売電気事業者）に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みについて検討していくので、国においても、その仕組みの在り方について当機関と連携をとって検討を進められたい。